

Uma nova visão da operação e formação de preços do SIN

Laura M. Gaio

Universidade Federal de Juiz de Fora
Campus Universitário, Rua José Lourenço Kelmer, s/n - São Pedro, Juiz de Fora - MG, 36036-900
laura.gaio@engenharia.ufjf.br

Alberto S. Kligerman

Abarei Tecnologia LTDA
Praia De Botafogo, 96, Apto 2901 - Botafogo, Rio de Janeiro - RJ, 22250-145
alberto@abarei.com

André L. M. Marcato

Universidade Federal de Juiz de Fora
Campus Universitário, Rua José Lourenço Kelmer, s/n - São Pedro, Juiz de Fora - MG, 36036-900
andre.marcato@ufjf.br

Leonardo Calabro

Thymos Energia Engenharia e Consultoria Ltda
Av. das Nações Unidas, 11541, 10º andar - Cidade Monções, São Paulo - SP, 04578-907
leonardo.calabro@thymosenergia.com.br

Rodrigo A. Moraes

Thymos Energia Engenharia e Consultoria Ltda
Av. das Nações Unidas, 11541, 10º andar - Cidade Monções, São Paulo - SP, 04578-907
rodrigo.moraes@thymosenergia.com.br

Afonso H. M. Santos

Universidade Federal de Itajubá
Av. B P S, 1303 - Pinheirinho, Itajubá - MG, 37500-903
afonsohms@gmail.com

João C. O. Mello

Thymos Energia Engenharia e Consultoria Ltda
Av. das Nações Unidas, 11541, 10º andar - Cidade Monções, São Paulo - SP, 04578-907
jmello@thymosenergia.com.br

RESUMO

Nos últimos anos, a matriz elétrica brasileira passou por mudanças devido à redução da capacidade de armazenamento das usinas hidrelétricas e, também, ao aumento da demanda. Os modelos atuais de planejamento da operação e expansão enfrentam desafios com a introdução de fontes intermitentes no Sistema Interligado Nacional (SIN). Os modelos computacionais existentes não incorporam totalmente essas incertezas devido à sua complexidade e aos requisitos computacionais. Este artigo apresenta uma metodologia que utiliza curvas de referência ajustadas sazonalmente para cada bacia hidrológica (ou Reservatório Equivalente de Energia), visando manter os níveis dos

reservatórios em uma faixa operacional ideal. Além disso, propõe-se uma nova formulação para a formação do preço do SIN, otimizando a geração térmica e as trocas de energia. O objetivo é comparar as abordagens de programação linear e quadrática.

PALAVRAS CHAVE. Planejamento da operação; Programação linear; Programação quadrática

EN&PG - PO na Área de Energia, Petróleo e Gás

ABSTRACT

In recent years, the Brazilian electric power matrix has undergone changes due to the reduced storage capacity of hydroelectric power plants and, also, increased demand. The current models for operation and expansion planning face challenges with the integration of intermittent sources in the National Interconnected System (SIN). Existing computational models do not fully incorporate these uncertainties due to their complexity and computational requirements. This article presents a methodology that utilizes seasonally adjusted reference curves for each hydrological basin (or Equivalent Energy Reservoirs) to maintain reservoir levels within an optimal operational range. Additionally, a new formulation for determining the price of SIN is proposed, optimizing thermal generation and energy exchanges. The objective is to compare linear and quadratic programming approaches.

KEYWORDS. Operation planning; Linear Programming; Quadratic programming

ENPG - PO in the Energy, Oil and Gas Area

1. Introdução

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) é composto, em sua maior parte, pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) que consiste em um sistema hidro-termo-eólico de grande porte para produção e transmissão de energia elétrica. Devido à geografia do Brasil, o SIN é dividido em quatro subsistemas: Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste, Sul e a maior parte da região Norte. Esses subsistemas são interconectados por meio de uma rede de transmissão que integra as fontes de produção de energia, permitindo a transferência de energia entre eles e possibilitando o fornecimento ao mercado consumidor, com o objetivo de garantir segurança e economia para o país [ONS 2023].

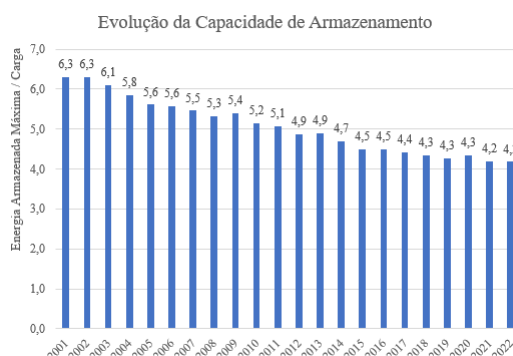
A geração de energia elétrica no SIN é principalmente oriunda das hidrelétricas, apresentando 59,4 % da capacidade instalada no país de acordo com o [ONS 2023], o que o torna um sistema complexo de se operar devido à presença de acoplamento temporal, acoplamento espacial, estocasticidade e intercâmbio associadas às decisões operativas e às suas consequências futuras [Fernandes 2018].

A partir disso, é visto que a complexidade do problema de otimização para o planejamento da operação do SIN é evidente. Para obter soluções ótimas, o problema é decomposto em subproblemas com diferentes horizontes temporais e níveis de detalhamento da representação dos sistemas [Souza et al. 2014]. Deste modo, foram desenvolvidos modelos computacionais pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), como o NEWAVE para estudos de médio prazo, DECOMP para estudos de curto prazo e DESSEM para estudos de curtíssimo prazo [CEPEL 2023].

No entanto, essas modelagens utilizadas atualmente foram desenvolvidas quando a geração era predominantemente baseada em hidrelétricas e com um parque térmico complementar de pequeno porte. Porém, estes modelos não preveem e incorporam todas as incertezas provenientes do aumento das fontes intermitentes e não controláveis de energia, da demanda e da geração distribuída, além das incertezas relativas às flutuações do preço do petróleo e do crescimento econômico presentes no cenário atual do Brasil [Amaral, 2019].

Além disso, o SEB possui usinas com grandes reservatórios de regulação plurianual que tem como finalidade diminuir as variações anuais de aflúncias e distribuir a água ao longo dos anos de maneira uniforme [Zambelli et al, 2006]. Porém nota-se uma mudança na matriz elétrica brasileira relacionada à capacidade de armazenamento de água nesses reservatórios, uma vez que esta capacidade decresceu ao longo dos últimos anos (Figura 1).

Figura 1: Evolução da capacidade de armazenamento no Brasil de 2001 a 2022.



Fonte: Elaborado pelos autores. Adaptado de [ONS 2023].

Portanto, torna-se essencial o estudo de novas metodologias que incluam essas alterações

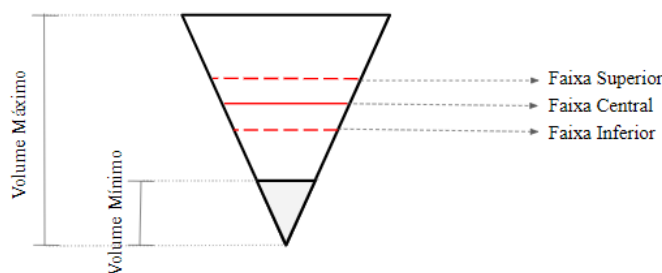
que a matriz energética brasileira vem sofrendo e que não aumentem drasticamente o esforço computacional dos modelos elaborados pelo CEPEL. Neste sentido, os objetivos deste trabalho são:

- Avaliar uma nova maneira de manter os reservatórios em um nível seguro de operação considerando a entrada de novas fontes de energia no sistema e a sazonalidade das bacias hidrologicas;
- Comparar os resultados entre a utilização de uma abordagem linear e uma não-linear.

2. Metodologia

Com o objetivo de garantir a estabilidade dos níveis de água nos reservatórios, este estudo propõe uma problemática de otimização que estabelece faixas de operação para as Usinas Hidrelétricas (UHEs) em análise. A Figura 2 ilustra um reservatório hipotético com essas faixas, onde a faixa central é determinada de acordo com as necessidades e o período do ano da usina em questão e as faixas superior e inferior indicam uma margem de erro aceitável para os resultados.

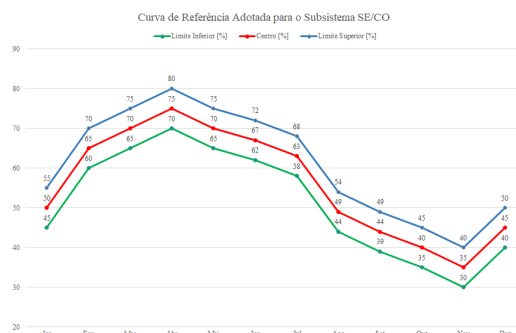
Figura 2: Representação de um reservatório de uma UHE com as faixas para o estudo.



Fonte: Elaborado pelos autores.

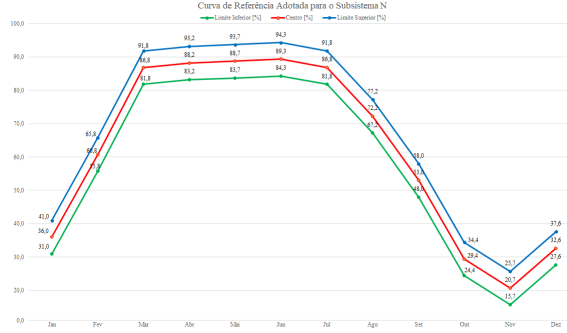
Para isso, criou-se uma curva de referência para as faixas de volume desejadas para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste e outra para o Norte (Figuras 3 e 4) baseadas na Curva Referencial de Armazenamento de cada subsistema fornecida pelo [ONS 2021], a fim de realizar os cálculos de maneira alinhada com o regime hidrológico de cada subsistema das usinas e garantir níveis de segurança no final do período seco.

Figura 3: Curva de referência adotada para o subsistema SE/CO.



Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 4: Curva de referência adotada para o subsistema N.



Fonte: Elaborado pelos autores.

Vale destacar que a curva empregada neste estudo é uma representação hipotética baseada na Curva Referencial de Armazenamento do ONS, porém a curva de referência ótima será tratada em trabalhos futuros.

3. Modelagem Matemática

A formulação do problema de despacho hidrotérmico adotada neste estudo desconsiderou a função de custo futuro. A modelagem do problema apresentada a seguir descreve o problema de otimização de forma convencional, seguida por formulações com as modificações realizadas neste trabalho e os resultados correspondentes.

• Função Objetivo:

$$\text{Min} \sum_{t=1}^{N_{EST}} \left[\left(\sum_{j=1}^{N_{UTE}} CO_j \cdot gt_{t,j} \right) + CDEF \cdot def_{t,k} + \left(\sum_{i=1}^{N_{UHE}} 0.01 \cdot vv_{t,i} \right) + 0.1 \cdot int_{t,k,l} + 0.1 \cdot int_{t,l,k} \right] \quad (1)$$

Onde:

CO_j Custo de operação da usina térmica j, em [\$/MWmed]

$gt_{t,j}$ Geração da usina térmica j no estágio t, em [MWmed]

$CDEF$ Custo de déficit de energia, em [\$/MWmed]

$def_{t,k}$ Déficit de energia no subsistema k no estágio t, em [MWmed]

$vv_{t,i}$ Vazão vertida da usina hidrelétrica i no estágio t, em [m³/s]

$int_{t,k,l}$ Intercâmbio de energia do subsistema k para o subsistema l no estágio t, [MWmed]

$int_{t,l,k}$ Intercâmbio de energia do subsistema l para o subsistema k no estágio t, [MWmed]

N_{EST} Número de estágios

N_{UTE} Número de usinas térmicas

N_{UHE} Número de usinas hidrelétricas

Sujeito a:

– Restrição de Atendimento à Demanda:

$$\sum_i^{N_{UHE}} (\rho_i \cdot vt_{t,i}) + \sum_j^{N_{UTE}} (gt_{t,j}) + def_{t,k} + int_{t,l,k} - int_{t,k,l} = CARGA_{t,k} \quad (2)$$

Onde:

ρ_i Produtibilidade da usina hidrelétrica i, em [$\frac{MWmed}{m^3/s}$]

$vt_{t,i}$ Vazão turbinada da usina hidrelétrica i no estágio t, em [m³/s]

$CARGA_{t,k}$ Carga a ser atendida no subsistema k no estágio t, em [MWmed]

– **Restrição de Balanço Hídrico:**

Caso $t = 1$:

$$vf_{1,i} = VI_i + 2.592 \cdot AFL_{1,i} - 2.592 \cdot vt_{1,i} - 2.592 \cdot vv_{1,i} \quad (3)$$

Caso $t > 1$:

$$vf_{t,i} = vf_{t-1,i} + 2.592 \cdot AFL_{t,i} - 2.592 \cdot vt_{t,i} - 2.592 \cdot vv_{t,i} \quad (4)$$

Onde:

$vf_{t,i}$ Volume armazenado final da usina hidrelétrica i no estágio t, em [hm³/mês]

VI_i Volume armazenado inicial da usina hidrelétrica i no estágio 1, em [hm³/mês]

$AFL_{t,i}$ Vazão afluente da usina hidrelétrica i no estágio t, em [m³/s]

Para essas equações, nota-se o uso da constante de conversão de unidades 2.592 multiplicando as vazões do problema. Esta constante converte [m³/s] em [hm³/mês].

– **Restrições de Canalização:**

Armazenamento:

$$VMIN_i \leq vf_{t,i} \leq VMAX_i \quad (5)$$

Onde:

$VMIN_i$ Volume mínimo de armazenamento da usina hidrelétrica i, em [hm³/mês]

$VMAX_i$ Volume máximo de armazenamento da usina hidrelétrica i, em [hm³/mês]

Engolimento:

$$0 \leq vt_{t,i} \leq ENGOL_i \quad (6)$$

Onde:

$ENGOL_i$ Engolimento máximo da usina hidrelétrica i, em [m³/s]

Vertimento:

$$0 \leq vv_{t,i} < \infty \quad (7)$$

Geração Térmica:

$$0 \leq gt_{t,j} \leq GTMAX_j \quad (8)$$

Onde:

$GTMAX_j$ Geração máxima da usina térmica j, em [MWmed]

Déficit:

$$0 \leq def_{t,k} < \infty \quad (9)$$

Intercâmbio:

$$0 \leq int_{t,k,l} < INTMAX_{t,k,l} \quad (10)$$

$$0 \leq int_{t,l,k} < INTMAX_{t,l,k} \quad (11)$$

Onde:

$INTMAX_{t,k,l}$ Intercâmbio máximo de energia do subsistema k para o subsistema l no estágio t, em [MWmed]

$INTMAX_{t,l,k}$ Intercâmbio máximo de energia do subsistema l para o subsistema k no estágio t, em [MWmed]

3.1. Programação Linear

A modelagem através da Programação Linear (PL) desenvolvida nesse estudo estabeleceu restrições nos valores máximos e mínimos de geração hidrelétrica, levando em consideração a disponibilidade do reservatório (Equação 12) na etapa de análise. Essas restrições foram aplicadas de forma a manter o volume final armazenado, sempre que possível, dentro das faixas de operação representadas na Figura 2.

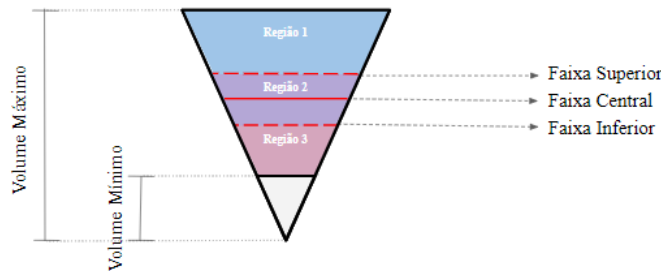
$$DISP_{t,i} = VI_{t,i} + 2.592 \cdot AFL_{t,i} \quad (12)$$

Onde:

$DISP_{t,i}$ Disponibilidade de água para armazenar e/ou turbinar da usina hidrelétrica i no estágio t, em [hm³/mês]

Com base nisso, foi conduzida uma análise para determinar em qual região do reservatório (conforme ilustrado na Figura 5) a disponibilidade se encontra e, em seguida, estabelecer os limites superiores e inferiores de turbinamento para cada caso (Tabela 1).

Figura 5: Representação de um reservatório de uma UHE com as regiões para o cálculo dos turbinamentos máximo e mínimo desta UHE.



Fonte: Elaborado pelos autores.

Onde:

$TMAX_{t,i}$ Turbinamento máximo da usina hidrelétrica i no estágio t, em [m³/s]

$TMIN_{t,i}$ Turbinamento mínimo da usina hidrelétrica i no estágio t, em [m³/s]

$FI_{t,i}$ Faixa inferior à faixa central de volume da usina hidrelétrica i no estágio t, em [hm³/mês]

$FC_{t,i}$ Faixa central de volume da usina hidrelétrica i no estágio t, em [hm³/mês]

Tabela 1: Equações dos turbinamentos máximo e mínimo para cada região.

Região	Turbinamento Máximo	Turbinamento Mínimo
Região 1	$TMAX_{t,i} = \frac{DISP_{t,i} - FI_{t,i}}{2.592}$	$TMIN_{t,i} = \frac{DISP_{t,i} - FC_{t,i}}{2.592}$
Região 2	$TMAX_{t,i} = \frac{DISP_{t,i} - FI_{t,i}}{2.592}$	0
Região 3	0	0

Fonte: Elaborado pelos autores.

3.2. Programação Quadrática

O problema também foi modelado através da Programação Quadrática (PQ) onde utilizou-se as equações da modelagem padrão, porém, foi aplicada uma penalidade para o volume armazenado que se encontra fora da faixa desejada. Para isto, foi criada uma parcela na FOB para comparar o volume final com o centro da faixa de operação desejada (Equação 13).

$$PEN_{t,k} \cdot EARMAX_{t,i} \cdot \left(\frac{vf_{t,i}}{VMAX_i} - \frac{FC_{t,i}}{VMAX_i} \right)^2 \quad (13)$$

Onde:

$PEN_{t,k}$ Penalidade aplicada ao volume fora da faixa do subsistema k no estágio t, em [\$/MWmed]

$EARMAX_{t,i}$ Energia armazenada máxima da usina hidrelétrica i no estágio t, em [MW-med]

Para a parcela da penalidade, considerou-se que seu custo corresponde à 5% acima do Custo Variável Unitário (CVU) e que a penalidade mínima para ligar a geração térmica do sistema é 1% da diferença entre o volume final e a faixa central (Equação 14).

$$PEN_{t,k} = \frac{1,05 \cdot CVU_{MAX}}{0,01} \quad (14)$$

Onde:

CVU_{MAX} Custo variável unitário relativo à geração da usina térmica mais cara, em [\$/MWmed]

Além disso, esta abordagem considerou a faixa central como variável, de maneira que o centro dela fosse entre o volume máximo e o volume mínimo que pudessem ser obtidos a cada mês, assim como expressam as Equações 15 e 16.

$$CENTRO_{t,i}^{MAX} = VI_{t,i} + 2.592 \cdot AFL_{t,i} \quad (15)$$

$$CENTRO_{t,i}^{MIN} = VI_{t,i} + 2.592 \cdot AFL_{t,i} - 2.592 \cdot ENGOL_i \quad (16)$$

Onde:

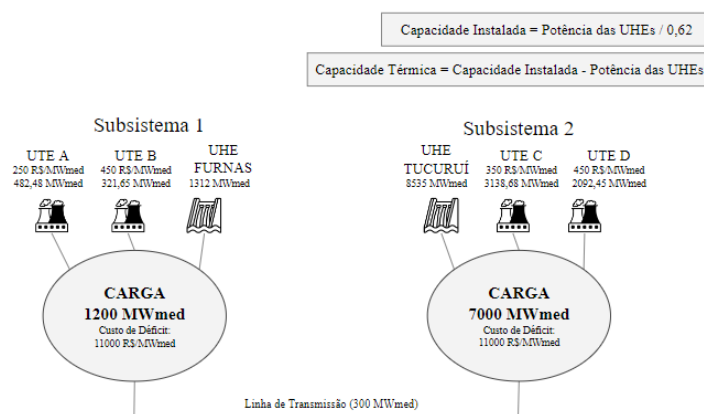
$CENTRO_{t,i}^{MAX}$ Centro máximo para o volume da usina hidrelétrica i no estágio t, em [hm³/mês]

$CENTRO_{t,i}^{MIN}$ Centro mínimo para o volume da usina hidrelétrica i no estágio t, em [hm³/mês]

4. Resultados

Para este estudo, considerou-se a utilização da UHE Furnas, localizada na Bacia do Grande no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste e a UHE Tucuruí, localizada na Bacia do rio Tocantins no Subsistema Norte. Além disso, foram consideradas duas UTEs hipotéticas para cada subsistema. O diagrama da Figura 6 mostra a disposição das usinas em estudo e os dados utilizados para os cálculos.

Figura 6: Diagrama esquemático dos subsistemas em estudo.



Fonte: Elaborado pelos autores.

Foram consideradas, também, as seguintes premissas para os cálculos de ambas as metodologias:

- Volume de partida de 45% para as UHEs;
- Produtibilidade variável das UHEs;
- Capacidade térmica de cada subsistema igual a 38% da geração hidráulica máxima.

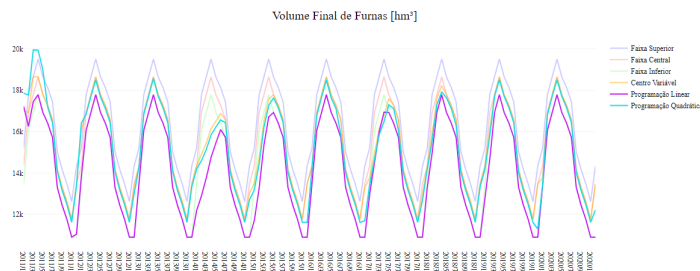
A partir disso, foram realizadas iterações mensais para cada metodologia, visando a realização da leitura e dos cálculos através dos dados das séries históricas de vazões, compreendendo um período entre janeiro de 1931 e dezembro de 2020.

As Figuras 7 e 8 mostram os resultados dos volumes finais de Furnas e Tucuruí fazendo uma comparação entre a abordagem utilizando a Programação Linear e a Programação Quadrática e as faixas operacionais utilizadas neste estudo. Nestes casos, o gráfico mostra um recorte do gráfico original, para uma melhor visualização dos resultados. Dessa forma, é possível notar que ambas as metodologias foram satisfatórias e mantiveram os volumes finais dentro das faixas desejadas. Porém, observa-se que a através da PL o volume se encontrou bem próximo da Faixa Inferior enquanto, através da PQ, ele seguiu a faixa do centro variável.

A Figura 9 mostra um recorte dos intercâmbios energéticos entre os dois subsistemas. Assim, é possível observar que ocorreram trocas energéticas em ambos os sentidos, ou seja, em diferentes momentos do ano e de acordo com as necessidades, os dois subsistemas enviaram e receberam energia.

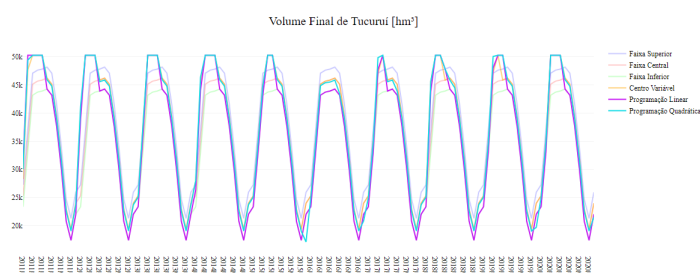
Além disso, foram feitos os gráficos para analisar o vertimento gerado em cada subsistema (Figuras 10 e 11), sendo possível notar um pouco mais de vertimentos na Usina de Furnas quando

Figura 7: Volume Final de Furnas de 2011 a 2020.



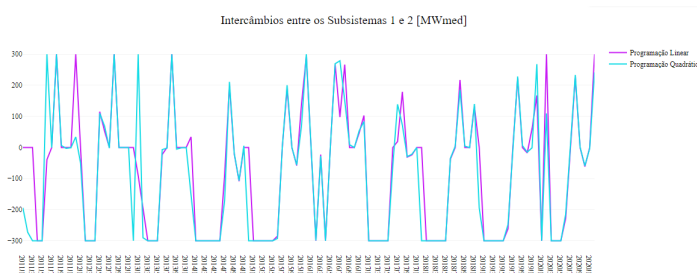
Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 8: Volume Final de Tucuruí de 2011 a 2020.



Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 9: Intercâmbios Energéticos entre os Subsistemas 1 e 2 de 2011 a 2020.



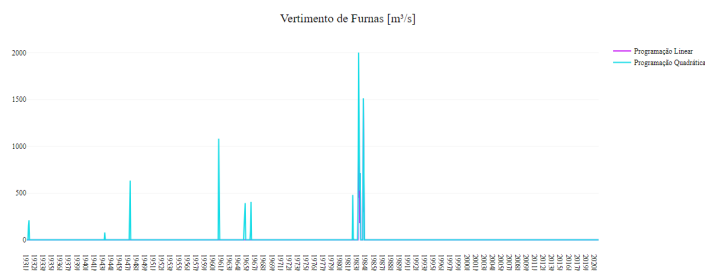
Fonte: Elaborado pelos autores.

se utilizou a abordagem quadrática. Já para Tucuruí, os resultados foram bem semelhantes, não havendo discrepâncias.

Por fim, para avaliar os preços gerados a partir da geração de energia desses subsistemas, foram elaborados os gráficos para comparar o Custo Marginal de Operação (CMO) de cada subsistema e de cada abordagem metodológica. Dessa maneira, nota-se que através da PL obteve-se mais déficits de energia do que através da PQ.

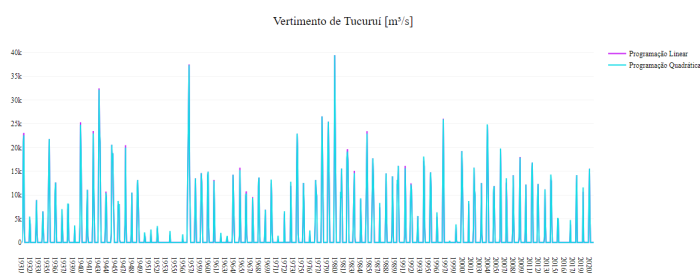
Também, foi realizado o cálculo do CMO médio de todo o período em estudo e comparamos os resultados das abordagens de forma que foi possível perceber uma grande diferença entre eles, assim como apresenta a Tabela 2. Notou-se que essa diferença ocorreu devido a ausência da utilização do Centro Variável no PL e, também, do cálculo dos turbinamentos máximo e mínimo considerar o Limite Inferior como referência, ao invés do Centro da Faixa.

Figura 10: Vertimento de Furnas de 1931 a 2020.



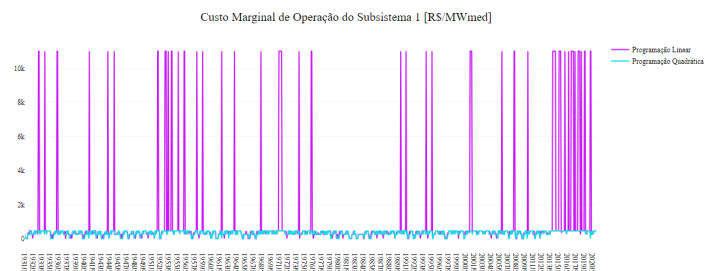
Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 11: Vertimento de Tucuruí de 1931 a 2020.



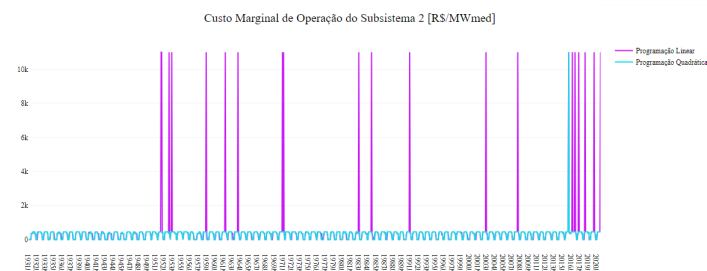
Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 12: Custo Marginal de Operação do Subsistema 1 de 1931 a 2020.



Fonte: Elaborado pelos autores.

Figura 13: Custo Marginal de Operação do Subsistema 2 de 1931 a 2020.



Fonte: Elaborado pelos autores.

Tabela 2: Comparação entre os CMOs médios de cada subsistema.

Subsistemas	CMO médio utilizando a PL [R\$/MWmed]	CMO médio utilizando a PQ [R\$/MWmed]	Diferença [%]
Subsistema 1	1.039,58	328,24	68,43%
Subsistema 2	501,89	307,31	38,77%

Fonte: Elaborado pelos autores.

5. Conclusão

Este trabalho apresentou a comparação entre a utilização de uma abordagem de otimização linear e de uma quadrática para determinar o planejamento da operação de um sistema elétrico de potência considerando-se o histórico de afluentes entre janeiro de 1931 a dezembro de 2020. O objetivo foi otimizar os montantes de geração hidráulica, térmica e intercâmbios energéticos entre dois subsistemas e, ao mesmo tempo, priorizando-se um armazenamento hidráulico dentro de determinadas faixas operativas pré-estabelecidas. Para testar a metodologia foram concebidos dois subsistemas com as usinas de Furnas e Tucuruí respectivamente. Observou-se que as duas abordagens apresentaram desempenho satisfatório sendo que a Programação Quadrática conseguiu manter o volume das UHEs mais próximos do centro das faixas operativas propostas.

Agradecimentos

Este artigo é resultado de uma parceria entre a Furnas Centrais Elétricas S.A. e a Universidade Federal de Juiz de Fora, e recebeu apoio financeiro da ANEEL por meio do programa de P&D - CT.PD-00394-2208/2022. Além disso, os autores gostariam de agradecer o apoio da FAPEMIG (TEC PPM 00179/17), INCT INERGE, CAPES, CNPq e a Universidade Federal de Juiz de Fora.

Referências

- Amaral, R. P. P. (2019) Planejamento do Despacho Hidrotérmico do Sistema Interligado Nacional utilizando Curvas-guia de Armazenamento. Trabalho de Conclusão de Curso - Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2019.
- CEPEL (2023) Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Disponível em: <https://www.cepel.br/>. Acesso em: 4 abr. 2023.
- Fernandes, A. S. (2018) Representação de Cenários de Demanda e da Função de Produção Hidrelétrica no Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos a Médio Prazo. Dissertação de Mestrado - Faculdade de Engenharia, Universidade Federal de Juiz de Fora. Juiz de Fora.
- ONS (2023) Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: <https://www.ons.org.br/>. Acesso em: 4 abr. 2023.
- ONS (2021) Operador Nacional do Sistema Elétrico. Nota Técnica NT-ONS DPL 0156/2021: Construção da Curva Referencial de Armazenamento - CREF - Para o ano de 2022. Rio de Janeiro. Disponível em: "<https://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes>". Acesso em: 24 mai. 2023
- Souza, R. C. et al (2014) Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos no Brasil: Geração de Cenários e Otimização. PUC-Rio, Rio de Janeiro.
- Zambelli, M. S. et al (2006) Planejamento da operação energética baseado em curvas guias. Revista Brasileira de Energia, v. 12, p. 1-12.